



УДК 662.76

**АНАЛИЗ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ
ПЕРСПЕКТИВНОЙ ПГУ-ВЦГ****ANALYSIS OF ADVANCED IGCC ECONOMIC
INDICATORS**

Худяков Данил Сергеевич, магистрант каф. «Тепловые электрические станции», Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина, Россия, 620002, г. Екатеринбург, ул. Мира, 19. E-mail: danil.hudiakow@yandex.ru, Тел.: +7(909)706-35-76

Филиппов Прокопий Степанович, аспирант каф. «Тепловые электрические станции», Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина, Россия, 620002, г. Екатеринбург, ул. Мира, 19. E-mail: prokory.filiprov@urfu.ru, Тел.: +7(982)712-29-17.

Гордеев Сергей Иванович, каф. «Тепловые электрические станции», Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина, Россия, 620002, г. Екатеринбург, ул. Мира, 19. E-mail: gsi89@mail.ru, Тел.: +7(904)164-61-14

Левин Евгений Иосифович, к.т.н., доцент каф. «Тепловые электрические станции», Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина, Россия, 620002, г. Екатеринбург, ул. Мира, 19. E-mail: eugene35@mail.ru, Тел.: +7(922)297-80-41

Danil S. Khudyakov, Master student, Department «Thermal power plants», Ural Federal University named after the first President of Russia B.N.Yeltsin, 620002, Mira str., 19, Ekaterinburg, Russia. E-mail: danil.hudiakow@yandex.ru. Ph.: +7(909)706-35-76

Prokopy S. Filippov, Postgraduate, Department «Thermal power plants», Ural Federal University named after the first President of Russia B.N.Yeltsin, 620002, Mira str., 19, Ekaterinburg, Russia. E-mail: fps_proxi@mail.ru. Ph.: +7(982)712-29-17

Sergey I. Gordeev, Department «Thermal power plants», Ural Federal University named after the first President of Russia B.N.Yeltsin, 620002, Mira str., 19, Ekaterinburg, Russia. E-mail: eugene35@mail.ru. Ph.: +7(904)164-61-14

Evgeniy I. Levin, Candidate of Engineering Sc., Docent, Department «Thermal power plants», Ural Federal University named after the first President of Russia B.N.Yeltsin, 620002, Mira str., 19, Ekaterinburg, Russia. E-mail: eugene35@mail.ru. Ph.: +7(922)297-80-41

Аннотация: В данной работе рассматривается влияние наличия shift-реактора и узла удаления CO₂ (CCS) из синтез-газа (технология pre-combustion) на термический КПД перспективной парогазовой установки с внутрицикловой газификацией твёрдого топлива (ПГУ-ВЦГ). Проведен анализ литературных источников по влиянию CCS на термический КПД трёх кислородных ПГУ-ВЦГ. Представлено расчетное влияние степени интеграции CCS в схему демонстрационной ПГУ-ВЦГ на состав сжигаемого газового топлива. Приводится принцип работы shift-реактора. Рассматриваются различные типы катализаторов, используемых в shift-реакторе. Проанализировано влияние CCS на экономические и экологические показатели ПГУ-ВЦГ. Проведен анализ схем перспективной воздушной ПГУ-ВЦГ с узлом CCS и без него.

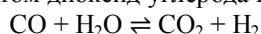
Abstract: In this paper, the influence presence of a shift reactor and a CO₂ removal unit (CCS) from syngas (pre-combustion technology) on the thermal efficiency of a combined-cycle plant with in-cycle gasification of solid fuel (IGCC) is considered. The literature sources on the effect of CCS on the thermal efficiency of three oxygen IGCC are analyzed. The calculated influence of the degree of integration of CCS in the demonstration IGCC scheme on the composition of the combusted gas fuel is presented. The principle of shift-reactor operation is given. Various types of catalysts used in the shift reactor are considered. The influence of CCS on the economic and environmental indicators of IGCC is analyzed. The analysis of air IGCC schemes with CCS node and without it is carried out.

Ключевые слова: синтез-газ; ПГУ-ВЦГ; реакция водяного сдвига; синтез-газ с высокой концентрацией водорода; удаление CO₂.

Key words: syngas; IGCC; water-shift reaction; synthesis gas with a high concentration of hydrogen; CO₂ removal.

В настоящее время большое внимание уделяется разработкам парогазовых установок с внутрицикловой газификацией твердого топлива (ПГУ-ВЦГ). После газификации твердого топлива, полученный синтез-газ подвергается подготовке к сжиганию. Под подготовкой синтез-газа подразумевается его очистка от загрязняющих веществ (соединений серы, азота и др.) и коррекция его состава. Коррекция состава синтез-газа выполняется при помощи разбавления его инертными средами (азот, пар), удаления CO₂ (узел CCS) или реакции водяного сдвига (shift-реакция) либо в специальном реакторе, либо в газификаторе. В данной работе проведен анализ влияния наличия shift-реактора и узла CCS по технологии pre-combustion на экономические показатели перспективной воздушной ПГУ-ВЦГ. Также проведен анализ экономических показателей освоенных кислородных ПГУ-ВЦГ с узлами CCS.

В shift-реакторе оксид углерода, в присутствии катализатора, вступает в обратимую экзотермическую реакцию с водяным паром, образуя при этом диоксид углерода и водород:



На рис.1 представлена принципиальная схема ПГУ-ВЦГ Osaki CoolGen с узлом CCS.

В shift-реакторе реакция водяного сдвига протекает при температурах 204.5-482°C и для её поддержания используют специальные катализаторы на основе железа, хрома, меди, алюминия, цинка [2]. В пилотном shift-реакторе коммерческой ПГУ-ВЦГ Buggenum используют катализаторы типа SK-201-2 на основе железа/хрома, разработанный фирмой Haldor Topsoe [3]. Если сравнивать использование катализаторов из драгоценных металлов и простых металлов в равном объеме, то стоимость катализаторов на основе драгоценных металлов будет в ~14 раз выше, но срок службы больше чем у катализаторов из простых металлов [2].

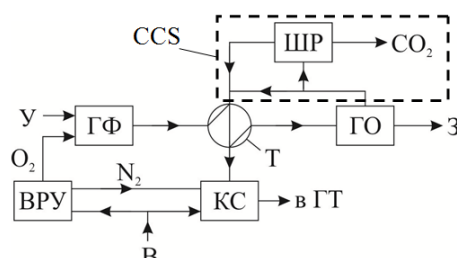


Рис. 1. Принципиальная схема ПГУ-ВЦГ Osaki CoolGen по данным [1]: У - уголь; ГФ - газификатор; ВРУ - воздухоразделительная установка; Т - теплообменник поверхностного типа; ГО – система газоочистки; З - загрязнители; ШР - shift-реактор; КС - камера сгорания; ГТ - газовая турбина; В - воздух из компрессора ГТУ.

Преимущества наличия shift-реактора в схеме ПГУ-ВЦГ: возможность продажи NH_3 , CO_2 , H_2SO_4 сторонним потребителям; меньшие выбросы CO и NO_x [4].

В таблице 1 представлено влияние использования CCS на экономические показатели кислородных ПГУ-ВЦГ.

Анализ таблицы 1 показал, что при использовании узла CCS в случае GE Energy мощность ПГУ-ВЦГ падает на 3.25%, эффективность установки (КПД) падает на 5.7%. Мощность установки E-Gas падает на 6.47%, эффективность установки (КПД) падает на 7.6%. Мощность установки Shell падает на 7.35%, эффективность установки падает на 9.1%.

Таким образом из таблицы 1 видно, что использование узла CCS в схемах кислородных ПГУ-ВЦГ снижает КПД установки на $\sim 5\text{-}9\%$ [5].

В таблице 2 представлены расчетные параметры перспективной воздушной ПГУ-ВЦГ без узла ССС и с горячей газоочисткой, описанный в [6].

Таблица 1.

Влияние CCS на эффективность кислородных ПГУ-ВЦГ [5]

ПГУ-ВЦГ	GE Energy		E-Gas		Shell	
Удаление CO ₂	Нет	Да	Нет	Да	Нет	Да
Мощность (брутто), МВт	770	745	742	694	748	693
Затраты на собственные нужды, МВт						
Базовая загрузка станции	23	23	25	26	21	19
Блок разделения воздуха	103	121	91	109	90	113
Очистка газа/удаление CO ₂	4	18	3	15	1	16
Сжатие CO ₂	-	27	-	26	-	28
Итого затраты на собственные нужды, МВт	130	189	119	176	112	176
Мощность (нетто), МВт	640	556	623	518	636	517
КПД (нетто), %	38.2	32.5	39.3	31.7	41.1	32.0
Изменение эффективности	-	5,7	-	7,6	-	9,1

Таблица 2.

Расчетные параметры перспективной воздушной ПГУ-ВЦГ [6]		
Параметр	Единица измерения	Значение
Температура газоочистки	°С	500
Температура циклового воздуха	°С	500
Температура паровоздушного дутья	°С	500
Теплота сгорания синтез-газа	МДж/м ³	5,2
Химический КПД	%	80,2
Расход топливного газа	кг/с	148,6
Расход циклового воздуха в КС	кг/с	488,9
Расход рабочего тела	кг/с	725
Температура на входе в газовую турбину	°С	1400
Расход топлива	на газогенератор	кг/с
	на воздушный котел №1	кг/с
	на воздушный котел №2	кг/с
	суммарный	кг/с
Мощность ГТУ	МВт	273
КПД ГТУ	%	33,08
Расход пара	из газоохладителя	кг/с
	из котла-утилизатора	кг/с
	суммарный	кг/с
Мощность ПТУ	МВт	210
К _{пгу}	-	0,565
Мощность ПГУ	МВт	483
КПД ПГУ-ВЦГ (брутто)	%	53,8
КПД ПГУ-ВЦГ (нетто)	%	52,09

Расчеты, проведенные в программном пакете ThermoFlow, показали, что добавление shift-реактора в схему перспективной воздушной ПГУ-ВЦГ [6] (при неизменной компоновке основного и вспомогательного оборудования) снижает КПД установки на 5% (КПД ПГУ-ВЦГ (нетто) составит 47%). Комбинация shift-реактора с узлом CCS в схеме перспективной воздушной ПГУ-ВЦГ [6] приведет к дополнительному снижению КПД установки на 7% (КПД ПГУ-ВЦГ (нетто) составит 40%).

С учетом экологических требований большинство производителей энергетического оборудования для искусственных газов выбирают газовые турбины с диффузионным режимом горения, работающие на нижнем диапазоне калорийности топлива, что влечет значительный объем модернизации ГТУ: уменьшение производительности воздушного компрессора либо отбор части воздуха после ВК для его использования в других агрегатах, модернизацию камеры сгорания и системы топливоподачи. ГТУ с камерами предварительного смешения топлива и воздуха разрабатываются для искусственных газов с теплотой сгорания более 20 МДж/м³ [6].

На выход NO_x кроме коэффициента избытка воздуха оказывает влияние соотношение H₂/CO и

содержание в топливном газе аммиака, метана. Понижение отношения H₂/CO при коэффициенте избытка меньшем 1 приводит к росту NO_x, а при коэффициенте избытка большем 1 – к уменьшению NO_x. При постоянной температуре повышение содержания водорода увеличивает генерацию оксидов азота вне зависимости от соотношения H₂/CO.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Dodo S., Karishuku M. et al., MHI Tech. Review, 52, 2, 24-31 (2015).
2. J. R. Ladebeck and J. P. Wagner, Handbook of Fuel Cells – Fundamentals, Technology and Applications, 3, 2, 190-201 (2003).
3. Damen K., Gnutek R., Kaptein J. et al., Energy Procedia, 4, 1214-1221 (2011).
4. Nelson M., Rush R. et al., Kemper County IGCC Project. Preliminary Public Design Report, US Department of Energy (2012).
5. Everitt E. Integrated Gasification Combined Cycle, Wyoming Coal Gasification Symposium Casper, Wyoming, (2007).
6. Абаймов Н.А., Амарская И.Б. и др. [под ред. Рыжкова А.Ф.], Анализ технологических решений для ПГУ с внутрицикловой газификацией, УрФУ (2017).